

**Format per la raccolta delle osservazioni
sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale per gli anni 2019 e 2020,
sulle ipotesi di scenario energetico adottate e sulla proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi dell'ACB**

Soggetto	<i>IGAS - Imprese Gas</i>
Tipo di società*	<i>Associazione</i>
Sito web*	<i>n.a.</i>

* *Da comunicare solo se il soggetto agisce in nome e per conto di una Società.*

Spunto		Riferimento
SI.	Osservazioni sulle modalità di predisposizione dei Piani di Sviluppo e sul coordinamento tra gestori di trasporto.	Deliberazione 468/2018/R/GAS Deliberazione 230/2019/R/GAS
<ul style="list-style-type: none"> • Non si formulano particolari osservazioni sulle modalità di predisposizione dei Piani di Sviluppo e sul coordinamento tra gestori di trasporto, anche se si rileva che non sempre - in generale - si ha l'impressione di un'impostazione costantemente coordinata dei piani redatti dai diversi soggetti. • Anche se non direttamente oggetto del presente spunto di consultazione, si formulano in aggiunta alcune osservazioni sulle modalità di consultazione dei Piani. Le modalità di consultazione adottate hanno previsto un periodo di tempo complessivamente adeguato per formulare le osservazioni richieste ed i due webinar organizzati da SNAM il 26 maggio e 17 giugno sono stati certamente utili per capire meglio i piani di sviluppo e l'applicazione, per la prima volta, dell'ACB in modo estensivo. Il fatto di poter visionare il webinar a distanza di tempo in una modalità on-line (come fatto per il primo webinar) è risultato molto utile. • Tuttavia in base a quanto riportato sul sito di ARERA, si pensava che a tutte le domande pervenute entro la data del 10 Giugno sarebbe stata fornita una risposta in forma scritta mediante pubblicazione sul sito internet di Snam Rete Gas, ma non era chiaro se questa pubblicazione sarebbe avvenuta prima o dopo la scadenza di risposta alla consultazione. Per questo motivo e per sicurezza, riporteremo qui i commenti già formulati e trasmessi tramite il formulario on line. • Infine, secondo quanto era stato preannunciato sul sito di ARERA che “nel corso del mese di giugno l'Autorità renderà disponibili i risultati dello studio indipendente, commissionato a RSE - Ricerca sul sistema energetico Spa - sullo sviluppo del sistema infrastrutturale energetico della Regione autonoma Sardegna. Tale studio, avviato a seguito delle valutazioni dell'Autorità sui Piani di sviluppo gas 2017 e 2018 con la deliberazione 335/2019/R/gas, persegue l'obiettivo di fornire un quadro di informazioni e analisi in logica costi-benefici utili, oltre che alle valutazioni del Regolatore, anche ai fini di una valutazione più generale; lo studio considera le varie possibili configurazioni in relazione allo sviluppo infrastrutturale del sistema energetico (elettricità e gas) della Sardegna, tenendo conto dei diversi progetti infrastrutturali avviati o previsti, pertinenti all'isola, e delle loro eventuali interdipendenze.”. Tale studio sarebbe stato utile per fornire ulteriori spunti di riflessione relativamente al piano di ENURA, ma dal momento che non è stato ancora reso pubblico, non è stato possibile formulare osservazioni in proposito.. 		

Spunto		Riferimento
S2.	<p>Commenti riguardanti la definizione degli scenari energetici di riferimento, la disponibilità e la trasparenza delle informazioni di input e di output e le metodologie utilizzate per la loro elaborazione, nonché la loro correlazione con le ipotesi usate a livello europeo e a livello nazionale nel settore energetico.</p>	<p>Deliberazione 468/2018/R/GAS Deliberazione 230/2019/R/GAS Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto Documento di descrizione degli scenari predisposto da Terna/Snam Documento di descrizione degli scenari predisposto da Enura</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Domanda e Offerta : <ul style="list-style-type: none"> - Per quanto riguarda le proiezioni della domanda di gas naturale e gas verdi in Italia (tabella 12), non è chiaro come coincidano gli scenari MIN e MAX delle importazioni (tabella 13) con le proiezioni di domanda. Ad esempio, considerando il caso dello scenario MIN di importazione al 2030 (49 BCM), ci domandiamo come sia possibile riconciliare la domanda e l'offerta con una capacità d'importazione così bassa, anche considerando uno scenario del tipo CEN, più ambizioso in termini di decarbonizzazione. Sarebbe utile anche comprendere quali sono le ipotesi sottostanti ai valori stimati in importazione su ciascun punto. - All'interno del piano si afferma di aver considerato due differenti scenari, uno che favorisce le importazioni dal Nord Africa e uno che invece privilegia quelle dal nord Europa. In tal senso sarebbe utile avere ulteriori delucidazioni in merito alle ipotesi adottate nei due scenari. 		

Spunto	Commenti riguardanti le evidenze del funzionamento del sistema gas, con particolare riferimento	Riferimento
S3.	agli anni 2018-2019, le criticità attuali e il loro ruolo ai fini di orientare le esigenze di rinnovo e/o sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas.	Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
Non si formulano, allo stato attuale, particolari osservazioni in proposito.		

Spunto	Commenti riguardanti le criticità del sistema gas previste in futuro, i flussi di gas attesi e le correlate esigenze di rinnovo e/o sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas, anche in relazione agli scenari e agli obiettivi di decarbonizzazione ipotizzati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima redatto dal Ministero dello Sviluppo Economico.	Riferimento
S4.	Commenti riguardanti le criticità del sistema gas previste in futuro, i flussi di gas attesi e le correlate esigenze di rinnovo e/o sviluppo delle infrastrutture di trasporto del gas, anche in relazione agli scenari e agli obiettivi di decarbonizzazione ipotizzati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima redatto dal Ministero dello Sviluppo Economico.	Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto Documento di descrizione degli scenari predisposto da Terna/Snam Documento di descrizione degli scenari predisposto da Enura
<ul style="list-style-type: none"> • Importanza dei gas rinnovabili nella transizione energetica: riteniamo molto importante che molti degli operatori del trasporto abbiano incluso nei loro piani, pur con differenti livelli di approfondimento, progetti relativi agli utilizzi innovativi dell'infrastruttura, con specifico riferimento alle iniziative che abilitano la rete di trasporto a ricevere gas non convenzionali (ad es. biometano e da <i>power to gas</i>). Alla luce degli obiettivi comunitari di decarbonizzazione e del percorso di transizione energetica che ne deriva, riteniamo che tali iniziative debbano trovare uno spazio sempre più ampio nell'ambito della pianificazione degli interventi di sviluppo delle infrastrutture gas, in coordinamento con i diversi soggetti e/o le diverse infrastrutture interessate (sia a monte che a valle della rete di trasporto, ad esempio infrastrutture di stoccaggio, a monte, o di distribuzione, a valle). 		

Spunto	Commenti sugli interventi di rinnovo e/o sviluppo della Rete Nazionale e della Rete Regionale di	Riferimento
S5.	Gasdotti rappresentati nei Piani di Sviluppo 2019 e 2020.	Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
<ul style="list-style-type: none"> - Potenziamento della linea adriatica: osserviamo un incremento dei costi rispetto al piano 2018 (1722 M€ nel piano 2020 rispetto a 1382 M€ nel piano 2018 per la linea adriatica e 309 M€ rispetto a 240 M€ per il metanodotto Matagiola Massafra), per il quale si richiedono ulteriori dettagli esplicativi. Durante il webinar è stato inoltre precisato che questo cambiamento è dipeso da un cambio di metodologia: in tal senso si richiede di evidenziare quale siano le ipotesi che sono cambiate e che hanno inciso sull'incremento del costo. - Relativamente al progetto di interconnessione TAP, a pagina 105 si parla della creazione di un nuovo punto di entry a Melendugno. È anche specificato che “il progetto prevede capacità in uscita in controflusso”. A tal riguardo si richiede se questa possibilità potrebbe permettere di considerare un flusso anche in exit a Melendugno, sia a livello fisico che commerciale nell'orizzonte temporale del piano (e, se sì, a quali condizioni). In occasione del webinar del 17 giugno ci è sembrato di capire che ci sarebbe una possibilità di contro flusso sin dall'inizio: in tal caso vorremo richiedere di precisare a che condizioni ciò avverrebbe. - Interconnessione con Malta: “è stato incluso nel Piano decennale di Snam Rete Gas il progetto “Interconnessione Malta” che consiste nella realizzazione presso Gela di un nuovo impianto di interconnessione e misura. Tale intervento consentirà di rendere disponibile una capacità di trasporto in uscita dalla rete nazionale pari a circa 5,3 MSmc/g. Per il progetto non è ancora stata adottata una decisione finale di investimento che è soggetta all'esito procedura di capacità incrementale tuttora in corso”. Con riferimento alla tabella 19 evidenziamo che non sono riportati valori per la capacità continua di esportazione legata al progetto di nuova interconnessione con Malta, mentre per tutti gli altri progetti sono riportati con una quantificazione di capacità di esportazione. - Procedura di capacità incrementale: A pagina 48, è riportato che “Snam Rete Gas, nel contesto della procedura di capacità incrementale avviata nel 2017, ha ricevuto una richiesta relativa alla creazione di un nuovo punto di interconnessione con la Grecia con capacità 37,6 MSm3/g. Il progetto è stato pubblicato per consultazione in data 19/10/2017 e la consultazione è terminata in data 18/12/2017. È stato avviato il coordinamento con le autorità Italiana e Greca e sono in corso le valutazioni circa la definizione del quadro regolatorio da applicare all'iniziativa.” Sarebbe interessante conoscere in un modo preciso lo stato di avanzamento del progetto. In effetti, dai documenti pubblicati sul sito di Snam Rete Gas, è possibile dedurre alcune, seppur vaghe, caratteristiche del progetto che lo rendono simile a progetti già esistenti lungo la medesima rotta. - Centrali dual fuel : tra le novità del piano SNAM risulta essere stata pianificata la sostituzione di turbocompressori con elettrocompressori in modo da trasformare le centrali di compressione esistenti in centrali dual fuel, con l'obiettivo di ridurre consumi ed emissioni inquinanti e di fornire flessibilità per il bilanciamento della rete elettrica (progetti RN_18, RN_19, RN_20). 		

- Ci sembra che sia un errore nella tabella 24 in quanto il progetto RN_18 si riferisce alla centrale ibrida di Messina, e non Malborghetto come indicato a pagina 115.
- Entrando nel merito dell'intervento, si tratterebbe di sostituire alcuni elementi delle centrali permettendo a SNAM di fornire dei servizi di mercato al TSO elettrico. Questo tema è stato presentato anche nel DCO ARERA 39/2020/R/gas “**Reti di trasporto e distribuzione del gas naturale progetti pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi innovativi-Linee di intervento**”, con riferimento all'ambito progettuale 3 “*sistemi di compressione bi-power sulle reti di trasporto del gas per estendere l'uso delle attuali turbine per la compressione del gas alla produzione di energia elettrica; in base alle esigenze del Gestore della Rete elettrica il sistema di compressione può fornire o richiedere elettricità, favorendo l'integrazione tra le reti elettriche e le reti gas*”. Come già espresso in risposta a tale consultazione, riteniamo che interventi di questo tipo, solo in parte di tipo innovativo/sperimentale, possano essere più proficuamente sviluppati attraverso la collaborazione con **operatori del mercato elettrico anche non regolati** che dispongono del *know-how* per progettare e sviluppare alcune delle soluzioni prospettate. Questo è tanto più vero dal momento che si tratta non di una sperimentazione con limiti di tempo e di perimetro, ma di un insieme di investimenti previsti nel piano di sviluppo. Alla luce di ciò, e considerando anche che la fornitura di servizi di flessibilità sulla rete elettrica non sembra costituire un'attività del tutto innovativa, si ritiene preferibile che SNAM prediliga altre tipologie di progetto.
- Per finire, appare chiaro come la disciplina sull'*unbundling* di cui alla Direttiva EU 2009/73 e al relativo D. Lgs. di recepimento 93/11, preveda la totale separazione tra le attività regolate svolte da soggetti che operano in regime di monopolio, come appunto SNAM, ed attività di mercato, garantendo con ciò una corretta competizione sui mercati e assoluta trasparenza sulla condotta di tali soggetti regolati che operano come facilitatori neutrali del mercato. L'eventuale partecipazione di SNAM ai mercati elettrici, siano essi *energy only* (MGP/MI) o di *servizi ancillari* (MSD/MB), rappresenterebbe quindi un'alterazione del *level playing field*, con gli operatori di mercato che si troverebbero in competizione con un soggetto che opera secondo un regime diverso dal loro e che gode di alcuni vantaggi competitivi, ad esempio in relazione alla propensione al rischio o alle aspettative di profitto. Un ulteriore elemento di criticità sarebbe poi rappresentato dal tema della trasparenza con riferimento ai contatti che Terna e Snam avrebbero nel corso dell'attività di collaborazione volta a creare sinergie nel perseguimento degli obiettivi di *sector coupling*. In conclusione, riteniamo che la priorità rispetto a progetti ed attività del tipo di quella in parola, sia la loro realizzazione purchè finalizzata al mero raggiungimento di obiettivi efficienza energetica e ambientali.

Spunto	Commenti riguardanti le opportunità di sviluppo della capacità di interconnessione contenute nei Piani di Sviluppo 2019 e 2020, nonché i possibili impatti sulla rete di trasporto esistente.	Riferimento
S6.		Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
Non si formulano, allo stato attuale, particolari osservazioni in proposito.		

Spunto	Commenti sullo stato di avanzamento dei Piani di Sviluppo precedenti e sulla qualità e la completezza delle informazioni disponibili nei Piani di Sviluppo 2019 e 2020.	Riferimento
S7.		Deliberazione 468/2018/R/GAS Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
Non si formulano, allo stato attuale, particolari osservazioni in proposito.		

Spunto		Riferimento
S8.	<p>Commenti e osservazioni in relazione allo sviluppo coordinato tra infrastrutture funzionalmente interconnesse (quali quelle di trasporto e di distribuzione), in particolar modo nelle aree di nuova metanizzazione, anche in relazione a rischi di duplicazione o di sviluppi disfunzionali delle infrastrutture.</p>	<p>Deliberazione 468/2018/R/GAS Deliberazione 230/2019/R/GAS</p>
<p>• Piano di Sviluppo di ENURA - Progetto di metanizzazione della Sardegna</p> <p>Per quanto riguarda le prospettate configurazioni di <i>supply</i> della dorsale Sarda rappresentate da un'”Interconnessione Virtuale” oppure di una soluzione a “GNL a mercato” osserviamo che i benefici che si raggiungerebbero nel primo caso (interconnessione virtuale) sono legati alla definizione di un “quadro normativo che permetta di equiparare tali infrastrutture ad una interconnessione virtuale che segua i medesimi meccanismi delle infrastrutture gas convenzionali”, e permettendo di allineare i costi della fornitura di gas a quelli dell’Italia continentale (riferimento della materia prima al PSV). Ipotizziamo che tale quadro normativo determini la necessità di individuare meccanismi, che in termini di costi non gravino solo sulla situazione di particolari altre aree e/o Regioni del Paese. Tuttavia, per poter apprezzare appieno gli effetti della configurazione 1 e verificarne i potenziali vantaggi rispetto alla seconda ipotesi (“GNL a mercato”) occorrerebbe fornire:</p> <ul style="list-style-type: none"> • la stima dell’onere che verrebbe socializzato sulla generalità dei clienti finali nazionali, in assenza del quale non è possibile valutare l’efficienza complessiva a livello di sistema Italia rispetto all’opzione 2; • l’ipotesi circa la gestione dei punti di ingresso in Sardegna. Non è chiaro infatti se i punti in cui il gas viene rigassificato (presso i depositi costieri) e materialmente immesso nella rete di trasporto sarda saranno classificati come punti di <i>entry</i> della rete nazionale di trasporto; • l’ipotesi relativa alle modalità di realizzazione e accesso degli impianti di rigassificazione ipotizzati sul territorio sardo; • le ipotesi circa la cessione della proprietà del GNL al terminale di Panigaglia nonché la gestione della rivendita in Sardegna. Per come descritta, la configurazione 1 presenta le caratteristiche del prodotto cd. <i>Bundled</i>, su cui sarebbe opportuno esplicitare le ipotesi di gestione tra il GNL scaricato a Panigaglia e ricaricato sulle bettoline e quello rigassificato direttamente dal terminale di Panigaglia nella rete nazionale. <p>Si fa altresì presente che il GNL scaricato presso il terminale di Panigaglia, da cui la configurazione 1 attingerebbe, proverrebbe esclusivamente da una singola fonte, ovvero l’Algeria. Pertanto, è opportuno rimarcare quanto la proposta di suddetta configurazione esporrebbe la Sardegna ad un monopolio, minandone quindi la sicurezza degli approvvigionamenti che sarebbe totalmente legata alla disponibilità di gas dal paese nordafricano.</p> <p>Diverso, invece, sarebbe se l’accesso alla Sardegna fosse aperto alla possibilità di approvvigionarsi da terminali anche esteri come quelli di Marsiglia e Barcellona. Quanto alla seconda configurazione (“GNL a mercato”), da valutazione effettuate da alcuni dei nostri associati, questa soluzione potrebbe anche essere vantaggiosa in quanto amplierebbe la concorrenza sulla materia prima, con impatti potenzialmente positivi sui costi sostenuti dal sistema.</p>		

Infatti, il prezzo del GNL a mercato in molte condizioni può essere più basso del prezzo al PSV e scontare condizioni di prezzo lungo la catena di approvvigionamento più favorevoli, rispetto al caso di *supply* mediante Interconnessione Virtuale.

Infine, sempre con riferimento al predetto quadro normativo propedeutico alla configurazione 1, desideriamo segnalare sin d'ora la necessità che la sua definizione non introduca distorsioni nel mercato del GNL e dei servizi SSLNG. Nella sostanza, riteniamo opportuno che la sua applicazione sia limitata, eventualmente, solo ai volumi di GNL strettamente destinati alla loro rigassificazione ed immissione in rete di trasporto per gli utilizzi, pertanto, regolati da ARERA. Di conseguenza, i volumi approvvigionati per il tramite della suddetta "interconnessione virtuale" non dovrebbero comprendere i quantitativi destinati al mercato dei bunkeraggi e del trasporto stradale, né i volumi trasportati attraverso le reti di trasporto e/o distribuzione che venissero eventualmente riliquiefatti).

Inoltre, la configurazione in esame non dovrebbe precludere lo scarico nei terminali Sardi anche ad opera di navi terze, diverse da quelle previste dal TSO, anche eventualmente provenienti da terminali stranieri, come osservato anche più avanti allo spunto S9, riconoscendo anche a tali navi il rimborso dei costi che verrà quantificato per la catena continente-Italia.

Spunto		Riferimento
S9.	Commenti sulla qualità e completezza delle informazioni in merito ai costi consuntivati e stimati, relativi sia ai singoli interventi sia al Piano di ciascun gestore.	Deliberazione 468/2018/R/GAS Deliberazione 230/2019/R/GAS Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto
<ul style="list-style-type: none"> • Piano di sviluppo Enura 2020- Progetto Metanizzazione Sardegna 		
<p>In merito ad entrambi gli scenari esposti nel piano di sviluppo di Enura sono state formulate delle richieste di chiarimento nel corso del webinar, sulle quali tuttavia permangono alcuni dubbi, non avendo ricevuto una risposta scritta e puntuale per ciascuna di esse.</p>		
<p><u>Con riferimento allo scenario “Interconnessione Virtuale”:</u></p>		
<ol style="list-style-type: none"> 1. si chiede conferma che l’“interconnessione virtuale” possa essere schematizzata e scomposta in: trasporto via mare (connessione virtuale Italia continentale-Sardegna) + rigassificazione presso deposito costiero in Sardegna + trasporto (dorsale sarda); 2. non essendo specificato il prezzo unitario della fornitura di gas per il cliente finale sardo, possiamo solo assumere che il prezzo della materia prima sia presumibilmente allineato al PSV. Rimane tuttavia non chiaro come vengano valorizzate e chi debba corrispondere le componenti di trasporto legate alla connessione virtuale, ovvero le fasi di <i>reloading</i>, trasporto marittimo, <i>unloading</i> e rigassificazione . Non è chiaro altresì dove trovino copertura i costi (di capitale e operativi) delle bettoline nonché dei terminali di rigassificazione proposti. Si chiede se nel quadro normativo ipotizzato, che dovrebbe equiparare tali infrastrutture ad un’interconnessione virtuale adottando i medesimi meccanismi delle infrastrutture gas convenzionali, siano previste misure compensative finalizzate ad allineare il prezzo finale per il cliente sardo a quello del cliente peninsulare, tramite soluzioni che in termini di costi non gravino solo sulla situazione di particolari altre aree e/o Regioni del Paese. Nel corso del webinar è stato confermato che lo scenario “Interconnessione virtuale” considera l’ipotesi di socializzazione dei costi: a tal riguardo si vorrebbero tuttavia conoscere i dettagli dei costi che si ritiene possano trovare una copertura e che possano quindi essere socializzati (in particolare se ciò riguardi solo il costo di trasporto o tutti i costi a monte e a valle); 3. lo scenario prevede l’utilizzo di 2 bettoline per il trasporto del GNL in Sardegna, tuttavia, non viene specificata la dimensione delle bettoline (in termini di capacità) e non è chiaro se la voce “Altro” della scheda a pag. 20 sia relativa ai costi di tali vettori e per quale ammontare; 4. il piano di sviluppo non fornisce dettagli relativamente ai depositi costieri. A tale riguardo si chiedono maggiori informazioni relativamente ai seguenti aspetti: <ul style="list-style-type: none"> • quale sia l’ubicazione dei depositi costieri; • se i depositi costieri considerati siano già autorizzati o in corso di autorizzazione; • se i 180,9 M€ indicati nella scheda a pag. 20 si riferiscono ai soli costi di investimento dei rigassificatori, ovvero degli interi depositi costieri (deposito + rigassificatore) ovvero delle sole parti di questi asservite al servizio di rigassificazione, comprensivi dei costi comuni, e se tale voce ricomprende anche gli adeguamenti necessari da realizzare presso i terminali esistenti nel continente per l’erogazione del servizio di re-loading; • se il progetto comprenda la costruzione di rigassificatori associati ai depositi costieri e se si prevede che tali infrastrutture siano realizzate dal TSO. 		

Lo scenario in questione considera le importazioni da un terminale italiano come “interconnessione virtuale”, a tal proposito si richiede di chiarire il motivo per cui non sia stato considerato il caso di entry virtuale al sistema di trasporto un’importazione da terminale estero. Infatti, i depositi presso i terminali di rigassificazione italiani hanno capacità limitata, e al fine di aumentare la flessibilità/sicurezza/competitività dell’approvvigionamento in Sardegna si riterrebbe preferibile consentire lo sfruttamento anche dei terminali stranieri.

Con riferimento allo scenario “GNL a mercato”:

1. si evidenzia che non viene specificato il prezzo unitario della fornitura del gas naturale pagato dal cliente finale. Si vorrebbero pertanto chiedere ulteriori informazioni riguardo a tale valore e si vorrebbero avere maggiori dettagli circa i costi della catena logistica (ad esempio sulla probabile mancata inclusione del costo per il servizio di rigassificazione; per quale motivazione per lo *shipping* sono considerate 3 metaniere - come da nota 5 - per due depositi/rigassificatori ipotizzati mentre nella configurazione “IV” il rapporto è opposto, ovvero due bettoline per tre depositi/rigassificatori);
2. si vorrebbero avere maggiori informazioni circa le stime effettuate sui prezzi e sulla domanda finale che hanno portato a ipotizzare una domanda gas di soli 343 Mm3/anno a regime (contro i 661 Mm3/anno ipotizzati per lo scenario “Interconnessione Virtuale”).

Spunto	Riferimento
S10.	<p>Commenti sugli aspetti metodologici delle Analisi Costi–Benefici contenute nei Piani dei gestori, nonché sulla loro capacità di rappresentare l’efficacia e l’efficienza degli interventi di sviluppo della rete di trasporto e più in generale l’utilità degli investimenti per il sistema energetico.</p> <p>Deliberazione 468/2018/R/GAS Deliberazione 230/2019/R/GAS Piani decennali di sviluppo dei gestori di rete di trasporto</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Con riferimento al documento "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" redatto da Snam Rete Gas reputeremmo opportuno ampliare l’ambito di applicazione del beneficio “B8e - Maggiore integrazione produzione fonti energia rinnovabile nel settore gas”. Riteniamo infatti che ai fini della valorizzazione di tale elemento vada considerato anche il biometano immesso nell’infrastruttura di trasporto tramite tecnologie di rilancio dalla rete di distribuzione (quali le cabine Bi-REMI) e non solo quello consumato in specifici settori (ad es. trasporti) o per nuova domanda in sostituzione di altri combustibili. L’eccedenza di biometano rilanciata sulla rete di trasporto è infatti anch’essa un quantitativo di gas rinnovabile destinato a soddisfare consumi negli usi finali per il sistema nel suo complesso, in sostituzione di altri combustibili (in questo caso il gas convenzionale). • Sempre con riferimento ai "Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto" segnaliamo che la parte riguardante i criteri di stima dei costi della rete di distribuzione in caso di nuove metanizzazioni (paragrafo 10.7) non sembrerebbe adeguatamente sviluppata. <p>Infatti, nel documento Snam si limita a riportare più o meno esattamente quanto indicato dall'art. 10.4 dell'Allegato A alla Delibera 468/2018/R/gas in relazione agli obblighi in capo ai gestori promotori di un'iniziativa di sviluppo della rete di trasporto qualora questa presupponga lo sviluppo di reti di distribuzione a valle, ossia:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) considerare, ai fini dell'analisi economica, tutti i costi degli sviluppi infrastrutturali, inclusi quelli della distribuzione; b) fornire indicazioni circa la compatibilità degli sviluppi previsti delle reti di distribuzione con i requisiti di cui al DM 12 novembre 2011, n. 226. <p>Se con riguardo al punto b) Snam fornisce qualche specifica in più rispetto a quanto prescritto dall'ARERA, con riferimento al punto a) riteniamo invece che non siano riportati sufficienti elementi di dettaglio ai fini della valorizzazione dei costi relativi alla rete di distribuzione.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Con riferimento invece alle modalità con cui i gestori del trasporto valorizzano i costi dell’infrastruttura di distribuzione nell’ambito dell’ACB dei propri interventi, segnaliamo che alcuni di essi indicano delle modalità di stima di tali costi (ad es. la fattorizzazione della tariffa di distribuzione nel prezzo di fornitura del gas utilizzato nella valorizzazione dei benefici), rimanendo tuttavia a un livello molto concettuale e 	

senza fornire ulteriori approfondimenti. Reputiamo invece opportuno che siano forniti maggiori dettagli in proposito a tale aspetto, già all'interno dei PdS che saranno pubblicati in esito alla presente consultazione.

Spunto		Riferimento
S11.	Commenti in relazione all'Appendice informativa ai Criteri applicativi dell'Analisi Costi-Benefici e in particolare relativamente alle assunzioni, ai parametri di base e ai costi <i>standard</i> ivi contenuti.	Deliberazione 468/2018/R/GAS Deliberazione 230/2019/R/GAS Criteri applicativi ACB
Non si formulano, allo stato attuale, particolari osservazioni in proposito.		

Spunto		Riferimento
S12.	Commenti in relazione alla proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi dell'Analisi Costi Benefici.	Deliberazione 468/2018/R/GAS Proposta di aggiornamento dei Criteri applicativi
Non si formulano, allo stato attuale, particolari osservazioni in proposito.		

Eventuali ulteriori osservazioni

Nr. progressivo	Gestore/i cui l'osservazione fa riferimento	Capitolo/i del Piano	Osservazione
2			
...			
...			
n			